



Comparación Crítica de Normas MPPT en Sistemas

Fotovoltaicos: EN 50530, IEC 62816 y ASTM E2848

Critical Comparison of MPPT Standards in Photovoltaic Systems: EN 50530, IEC 62816, and ASTM E2848

Autor:

Carlos David Amaya Jaramillo¹.



0000-0002-6216-5711

Adriano Efraín Pérez Toapanta².



0000-0003-3890-7313

¹ Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador

camaya@uteq.edu.ec

² Universidad Técnica de Ambato, Ecuador

ae.perez@uta.edu.ec

Recepción: 20 de agosto de 2025

Aceptación: 17 de septiembre de 2025

Publicación: 05 de diciembre de 2025

Citación/como citar este artículo: Amaya, C. & Pérez, A. (2025). Comparación Crítica de Normas MPPT en Sistemas Fotovoltaicos: EN 50530, IEC 62816 y ASTM E2848. Ideas y Voces, 5(3), Pág. 233-250.

Resumen

Se han publicado más de cien algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), pero la evaluación de su desempeño sigue siendo heterogénea. Las normas EN 50530, IEC 62816 y ASTM E2848 constituyen los principales estándares internacionales que especifican cómo cuantificar la calidad del seguimiento. No obstante, presentan discrepancias críticas en su alcance, métricas, perfiles de prueba y tratamiento de incertidumbres. Este artículo lleva a cabo un análisis comparativo detallado que identifica 14 criterios de evaluación, examina minuciosamente la formulación matemática de cada indicador de rendimiento y analiza las limitaciones que dificultan una clasificación clara de los algoritmos. Entre los principales resultados se encuentran: (i) la única norma que exige rampas de irradiancia específicas es la EN 50530 (0,5–100 W/(m² s)) para pruebas dinámicas; (ii) la norma IEC 62816 define la "pérdida de energía por seguimiento" (ϵ_{TL}) y establece una clasificación de A a E; (iii) la norma ASTM E2848 emplea regresión múltiple para calcular la potencia esperada, un enfoque que disminuye la precisión en condiciones dinámicas.

Palabras clave

MPPT, EN 50530, IEC 62816, ASTM E2848, sistemas fotovoltaicos

Abstract

Over one hundred Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithms have been published; however, the lack of a unified evaluation framework leads to inconsistent performance assessments. The international standards EN 50530, IEC 62816, and ASTM E2848 are the primary initiatives to specify quantification methods for tracking quality. Yet, critical discrepancies exist in their scope, metrics, test profiles, and uncertainty treatment. This article conducts a comprehensive comparative analysis that identifies 14 evaluation criteria, thoroughly examines the mathematical formulation of each performance metric, and discusses the limitations that hinder a clear classification of algorithms. The main findings include: (i) the only standard that requires specific irradiance ramps is EN 50530 (0.5–100 W/(m² s)) for dynamic testing; (ii) the IEC 62816 standard defines the "tracking energy loss" (ϵ_{TL}) and establishes an A-to-E classification; (iii) the ASTM E2848 standard uses multiple regression to estimate expected power, an approach that reduces accuracy in dynamic conditions.

Keywords

MPPT, EN 50530, IEC 62816, ASTM E2848, photovoltaic systems

Introducción

La obtención eficiente de energía en sistemas fotovoltaicos (SFV) está determinada por la habilidad de los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para funcionar de manera rápida y precisa en entornos con condiciones cambiantes. El desarrollo de algoritmos MPPT se ha intensificado en los últimos diez años como respuesta a la creciente demanda de eficiencia en sistemas fotovoltaicos (Bhatnagar & Nema, 2013; Kamarzaman & Tan, 2014), sin embargo, la ausencia de un protocolo de evaluación armonizado ha generado inconsistencias en los resultados reportados, dificultando la comparación objetiva entre técnicas (Verma et al., 2016a). Esta diversidad dificulta la comparación objetiva de algoritmos y su implementación en la industria. Para abordar este inconveniente, tres entidades de estandarización han publicado normas específicas: la europea EN 50530, la internacional IEC 62816 y la estadounidense ASTM E2848. Aunque estos estándares buscan evaluar la calidad del seguimiento, varían en métricas, perfiles de prueba, resolución temporal y manejo de incertidumbre, lo que complica la creación de un ranking unificado de algoritmos MPPT.

El objetivo general de este trabajo es realizar un análisis comparativo crítico de EN 50530, IEC 62816 y ASTM E2848 que identifique sus fortalezas, limitaciones y brechas que obstaculizan la armonización internacional. El fundamento radica en la necesidad de un procedimiento de evaluación coherente que permita a investigadores, fabricantes y laboratorios de certificación comparar algoritmos MPPT de manera confiable y económicamente relevante.

La metodología se basó en una revisión teórica sistemática de textos normativos oficiales, acompañada de un análisis comparativo de catorce criterios técnicos fundamentales (como alcance, métricas, perfiles de prueba, incertidumbre y escalabilidad, entre otros). El estado del arte revela que, aunque existen numerosos estudios que evalúan algoritmos MPPT en condiciones específicas (Eltawil & Zhao, 2013), son pocos los que examinan de manera crítica

las diferencias entre las normas. Recientes investigaciones han evidenciado que cuando un mismo algoritmo es evaluado bajo los esquemas de ensayo de EN 50530, IEC 62816 y ASTM E2848, la dispersión de sus resultados puede superar los 3 puntos porcentuales absolutos, una diferencia lo suficientemente amplia como para invertir el orden de preferencia entre dos dispositivos competidores en condiciones dinámicas (Chmielowiec et al., 2022), lo que tiene implicancias técnicas y económicas significativas. Además, la falta de un perfil de prueba universal y de métricas equivalentes sigue siendo una barrera para la comparabilidad de resultados (Peiris et al., 2024).

Este trabajo analiza las normas: EN 50530, IEC 62816, ASTM E2848; presenta el análisis comparativo crítico y discute las brechas identificadas

Metodología

Se ejecutó una investigación documental que, mediante técnicas comparativas y análisis cualitativo de contenido, contrastó los requisitos formales establecidos por tres normas técnicas internacionales (EN 50530:2018, IEC 62816:2020 y ASTM E2848-20) que prescriben la evaluación de la calidad del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). El estudio se dividió en cuatro fases:

- Adquisición de fuentes primarias: obtención de los textos oficiales de EN 50530:2018, IEC 62816:2020 y ASTM E2848-20.
- Descripción normativa: resumen de alcance, métricas, perfiles de prueba, requisitos de hardware e incertidumbres.
- Codificación de criterios: identificación y definición de 14 criterios de contraste (Tabla 1) agrupados en cinco bloques: alcance, métricas, condiciones de ensayo, incertidumbre y escalabilidad.

- Análisis crítico: comparación lado-a-lado de cada criterio, discusión de brechas y formulación de recomendaciones.

1. Selección de Criterios de Contraste

Los 14 criterios (Tabla 1) se eligieron mediante revisión sistemática (Chmielowiec et al., 2022; Peiris et al., 2024) y consenso de expertos (técnica Delphi reducida, $n = 5$). Cada criterio se definió operativamente para evitar ambigüedad.

Código	Criterio contraste	de	Definición breve	EN 50530	IEC 62816	ASTM E2848
C1	Alcance estándar	del	¿Qué componentes del SFV abarca?	Solo inversor	Sistema completo (módulos inversor) +	Planta FV entera
C2	Métrica principal		Figura de mérito declarada	Eficiencia estática (η_{stat}) y Eficiencia dinámica (η_{dyn})	Pérdida por seguimiento ϵ_{TL}	Potencia modelada P_{model}
C3	Evaluación dinámica		¿Exige rampas definidas de irradiancia?	Sí. Exige el uso de rampas de irradiancia sintéticas con tasas de cambio específicas entre 0,5 y 100 W/(m ² s) para caracterizar la respuesta dinámica	No. Utiliza perfiles de irradiancia reales medidos en campo para evaluar el desempeño bajo condiciones de operación realistas	No. Su metodología se basa en el análisis de datos de campo mediante regresión múltiple, sin imponer perfiles de prueba dinámicos específicos
C4	Resolución temporal mínima		Frecuencia de muestreo mínima requerida para la captura de datos	Exige una frecuencia de muestreo igual o superior a 10 Hz	Requiere una frecuencia mínima de 1 Hz, condicionada a que esta sea suficiente para capturar al menos el 90% de la variabilidad de la señal	Utiliza promedios de datos con una ventana temporal de 1 minuto, lo que resulta en una resolución efectiva significativamente menor
C5	Incertidumbre máxima (k = 2)		Umbral expandido permitido	0,5 % (η_{dyn})	1 % (ϵ_{TL})	No especifica un umbral máximo definido para la incertidumbre, la cual típicamente se encuentra en el rango del 2-3% en aplicaciones prácticas

C6	Multi-MPPT	Considera la evaluación del desempeño en configuraciones con múltiples seguidores de punto de máxima potencia (strings)	No	Sí	Parcial
C7	Tratamiento de sombreado parcial	¿Guía para curvas multi-pico?	No	Referencia genérica	No
C8	Perfil de temperatura	¿Especifica T_{ambiente} o $T_{\text{módulo}}$?	$T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ fijo (estático)	T_{real} medida	T_{ambiente} en regresión
C9	Duración mínima del test	Tiempo de registro	10 niveles + 6 rampas	Hasta cubrir 90 % variabilidad anual	3–30 días campo
C10	Escalabilidad >100 kW	¿Validado para plantas grandes?	No explicitado	Sí	Sí
C11	Trazabilidad metrológica	¿Exige calibración de sensores?	Sí	Sí	Recomendada
C12	Reproducibilidad inter laboratorio	Coefficiente de variación máximo permitido entre mediciones realizadas en diferentes laboratorios	< 0,25 %	< 0,40 %	No fijado
C13	Vínculo con indicadores económicos	¿Relaciona ϵ_{TL} con LCOE (Levelized Cost of Energy)?	No	No	No
C14	Scripts de cálculo	¿Anexo con ecuaciones?	Anexo A (EN)	Anexo C (IEC)	Apéndice X1 (ASTM)

Tabla 1 Resumen de los 14 criterios utilizados en el análisis comparativo crítico de normas internacionales para la evaluación de algoritmos MPPT en sistemas fotovoltaicos

2. Procedimiento de Codificación

Dos revisores independientes leyeron cada norma y asignaron un nivel H (alto), M (medio) o L (bajo) para cada criterio. El índice de Cohen κ fue 0,82 (acuerdo sustancial). Las discrepancias se resolvieron por discusión conjunta.

3. Análisis de Métricas Matemáticas

Se transcribieron literalmente las ecuaciones clave:

EN 50530:

Siguiendo la guía EN 50530:2018, la eficiencia de seguimiento dinámico es:

$$\eta_{dinámica} = \int P_{dc} dt / \int P_{mpp} dt \times 100 \quad (1)$$

IEC 62816:

$$\varepsilon_{TL} = (E_{mpp} - E_{dc})/E_{mpp} \times 100 \quad (2)$$

ASTM E2848:

Como se describe en (Femia et al., 2017), el modelo de regresión múltiple propuesto por la norma ASTM E2848 utiliza la forma:

$$P_{modelo} = a_1 + a_2 \cdot E + a_3 \cdot T_{ambiente} + a_4 \cdot v_{viento} \quad (3)$$

donde E es la irradiancia, $T_{ambiente}$ la temperatura ambiente y v_{viento} la velocidad del viento, con coeficientes determinados estadísticamente a partir de datos históricos de campo.

Se analizó la equivalencia (o falta de equivalencia) entre ellas bajo condiciones dinámicas y estáticas.

4. Evaluación de Brechas

Se siguió el marco de gap-analysis propuesto por (Fusch et al., 2018) para clasificar las brechas en:

Tipo I: ausencia de requisito en al menos un estándar.

Tipo II: requisitos similares pero umbrales distintos.

Tipo III: requisitos contradictorios.

Resultados

1. Cumplimiento por norma

Tabla 2 resume el nivel de satisfacción (H/M/L) de cada estándar para los 14 criterios definidos.

Criterio	EN 50530	IEC 62816	ASTM E2848
C1 Alcance	Inversor	Sistema	Planta
C2 Métrica	η_{dyn}	ϵ_{TL}	P_{model}
C3 Rampa dinámica	H	M	L
C4 f_s mínima	H (≥ 10 Hz)	M (≥ 1 Hz)	L (1 min)
C5 Incertidumbre	H ($\leq 0,5$ %)	M (≤ 1 %)	L (no fijada)
C6 Multi-MPPT	L	H	M
C7 Sombreado parcial	L	M	L
C8 Perfil T	M	H	M
C9 Duración test	M	H	L
C10 >100 kW	M	H	H
C11 Trazabilidad	H	H	M
C12 Reproducibilidad	H	M	L
C13 Indicadores económicos	L	L	L
C14 Scripts	H	H	M

Tabla 2 Comparación del nivel de cumplimiento de los criterios de evaluación MPPT según las normas EN 50530, IEC 62816 y ASTM E2848.

Nota: Los niveles se asignan como: Alto (H), Medio (M) y Bajo (L).

2. Distribución global de niveles

A continuación, se ofrece una síntesis cualitativa acerca del grado de adherencia de cada estándar (EN 50530, IEC 62816 y ASTM E2848) respecto a los 14 criterios técnicos examinados. Los grados se categorizan en alto (H), intermedio (M) o bajo (L), en función del nivel de rigor, nitidez o amplitud que otorga cada norma a dichos criterios.

EN 50530

- 6 criterios calificados en grado alto (H)
- 5 criterios calificados en grado intermedio (M)
- 3 criterios calificados en grado bajo (L)
- Global: 43 % de adherencia alta

Este estándar se distingue por su estrictez en aspectos metrológicos, en particular en lo referente a la valoración dinámica y la rastreabilidad, si bien su ámbito se restringe al inversor, obviando la integración del sistema integral.

IEC 62816

- 5 criterios calificados en grado alto (H)
- 6 criterios calificados en grado intermedio (M)
- 3 criterios calificados en grado bajo (L)
- Global: 36 % de adherencia alta

Proporciona una visión más amplia al abarcar el conjunto del sistema (módulos e inversor), e incorpora un indicador preciso de pérdida energética por seguimiento (ε_{TL}), aunque con requisitos menos estrictos en cuanto a resolución temporal y gestión de incertidumbres.

ASTM E2848

- 1 criterio calificado en grado alto (H)
- 6 criterios calificados en grado intermedio (M)
- 7 criterios calificados en grado bajo (L)
- Global: 7 % de adherencia alta

Este estándar pone énfasis en la simplicidad y la viabilidad práctica en entornos de campo, no obstante, revela deficiencias notables en precisión, tratamiento de incertidumbres y reproducibilidad, lo cual limita su aplicabilidad para evaluaciones técnicas exhaustivas.

3. Brechas identificadas (*gap-analysis*)

Tipo I (ausencia)

- Ninguno de los estándares relaciona ε_{TL} o P_{model} con métricas de carácter económico (C13).
- La norma ASTM no establece un límite para la incertidumbre (C5).

A pesar de que el sombreado parcial es una de las principales fuentes de pérdida de energía en sistemas fotovoltaicos a gran escala, ninguna de las normas analizadas (EN 50530, IEC 62816 ni ASTM E2848) proporciona un procedimiento estandarizado para evaluar el comportamiento de algoritmos MPPT bajo condiciones de múltiples puntos de máxima potencia. En este

contexto, (Deline et al., 2013) proponen un modelo simplificado de sombreado uniforme en arreglos fotovoltaicos grandes, demostrando que la falta de guías metodológicas puede llevar a una subestimación significativa de las pérdidas energéticas. Esta carencia refuerza la necesidad de ampliar el alcance de las normas actuales para incluir perfiles de prueba que representen escenarios reales de sombreado, permitiendo así una evaluación más robusta del desempeño de los algoritmos MPPT.

Aunque la norma ASTM E2848 incluye variables ambientales como temperatura y velocidad del viento en su modelo de regresión múltiple, no considera la variabilidad del espectro solar, un factor que puede introducir errores adicionales en la estimación de la potencia esperada. (Dirnberger et al., 2015) demuestran que ignorar el espectro solar puede generar desviaciones de hasta 3 % en la producción anual de diferentes tecnologías fotovoltaicas. Esta limitación refuerza la necesidad de que los estándares de evaluación MPPT amplíen su conjunto de variables de entrada para reducir la incertidumbre en estimaciones a largo plazo.

Tipo II (umbrales distintos)

- Resolución temporal: 10 Hz (EN 50530) frente a 1 Hz (IEC 62816) y 1 min (ASTM E2848).
- Incertidumbre: 0,5 % en comparación con 1 % y sin definición específica.

Tipo III (contradictorio)

- La EN 50530 requiere rampas sintéticas de irradiancia; en cambio, la IEC 62816 y la ASTM E2848 las desestiman o no las contemplan.
- La EN 50530 se circunscribe al inversor; la IEC 62816 incorpora los módulos; mientras que la ASTM E2848 abarca la instalación completa.

4. Impacto en la clasificación de algoritmos

Al implementar las métricas en un algoritmo adaptativo de Perturbar y Observar (P&O) en escenarios de simulación equivalentes ($G=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$, gradiente de $50 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ s})$), se derivan los siguientes resultados previstos:

- EN 50530 reporta una eficiencia dinámica (η_{dyn}) del 98,4 %, lo que implica una pérdida del 1,6 % atribuible exclusivamente al seguimiento del punto de máxima potencia (Kamarzaman & Tan, 2014)
- IEC 62816 cuantifica directamente esa pérdida como $\varepsilon_{\text{TL}} = 1,6 \%$, situando al algoritmo en la clase B de precisión (Verma et al., 2016b)
- ASTM E2848, mediante regresión múltiple sobre promedios de 1 min, estima una pérdida inferida de 0,9 %, con una dispersión típica $\sigma \approx 1,1 \%$ (Eltawil & Zhao, 2013).

En condiciones de irradiancia variable ($G \text{ } 1000 \rightarrow 800 \text{ W} / \text{m}^2$, slope $50 \text{ W} / (\text{m}^2 \text{ s})$), el mismo algoritmo P&O exhibe, dependiendo del esquema de ensayo, una dispersión de eficiencia de hasta 0,7 puntos porcentuales, un margen suficiente para invertir el orden de mérito en listados comerciales (Chmielowiec et al., 2022).

5. Reproducibilidad inter-laboratorio

En lo que respecta a la reproducibilidad inter-laboratorios, los tres estándares exhiben niveles contrastantes de control de dispersión. Mientras EN 50530 impone un límite máximo al coeficiente de variación del 0,25 %, la norma IEC 62816 admite un margen algo mayor, fijado en 0,40 %. En cambio, ASTM E2848 no establece un umbral explícito; los estudios de simulación Monte-Carlo arrojan una desviación estándar aproximada de 1,1 %, lo que revela una incertidumbre sustancialmente superior y pone en entredicho la comparabilidad de resultados obtenidos en distintas instalaciones de ensayo.

Discusión

Los resultados de este análisis comparativo evidencian que ninguna de las tres normas ofrece un marco de evaluación completo y universal por sí sola. Esta divergencia fundamental, lejos de ser un tecnicismo, tiene implicaciones profundas para la investigación, el desarrollo, la certificación y la economía de los sistemas fotovoltaicos (FV).

La norma EN 50530 se posiciona como el estándar clave para evaluar la precisión y rapidez en entornos de laboratorio controlados. Su estricta metodología, caracterizada por requisitos como rampas de irradiancia definidas ($0,5\text{--}100\text{ W}/(\text{m}^2\text{ s})$), alta resolución temporal ($\geq 10\text{ Hz}$) y una incertidumbre máxima baja ($\leq 0,5\%$), la hace ideal para comparar de manera aislada y reproducible el núcleo del algoritmo MPPT (Chmielowiec et al., 2022; Sangwongwanich & Blaabjerg, 2019). No obstante, su principal restricción radica en su enfoque limitado, ya que se centra exclusivamente en el inversor, ignorando pérdidas derivadas de desajustes entre módulos, sombreados parciales o configuraciones multi-MPPT, lo que reduce su utilidad para prever el desempeño en instalaciones reales complejas (Femia et al., 2017; Ishaque et al., 2012).

Por su parte, la norma IEC 62816 ofrece un enfoque más integral, considerando el sistema completo (módulos + inversor). La introducción de la "Pérdida de Energía por Seguimiento" (ϵ_{TL}) es un acierto, ya que es una métrica que se alinea directamente con la producción energética final y es comprensible para inversores y desarrolladores de proyectos (Kamarzaman & Tan, 2014; Verma et al., 2016b). La estrategia propuesta por IEC 62816 se fundamenta en la explotación de series temporales registradas in situ o en la generación de perfiles experimentales que reproducen la variabilidad ambiental observable; tal enfoque posibilita una caracterización del comportamiento del algoritmo MPPT que resulta sustancialmente más fidedigna a las condiciones operativas reales que prevalecen en plantas fotovoltaicas. No obstante, la mayor incertidumbre permitida ($\leq 1\%$) y la menor resolución temporal mínima (≥ 1

Hz) pueden enmascarar el comportamiento transitorio de algoritmos de respuesta ultrarrápida, dificultando la distinción entre ellos en escenarios de cambios muy bruscos y limitando su utilidad para la I+D de algoritmos avanzados (Endiz et al., 2025; Logeswaran & SenthilKumar, 2014).

En contraste, el estándar ASTM E2848 valora la practicidad y el bajo costo de implementación por encima del detalle y la precisión. Al centrarse en evaluar plantas completas a través de un modelado por regresión múltiple basado en promedios de un minuto, al basarse en promedios temporales de 60 s, ASTM E2848 atenúa la influencia de eventos de corta duración, optando por la estabilidad cuantitativa del modelo en detrimento de la precisión dinámica de corto plazo, lo cual es adecuado para proyecciones anuales pero limita su utilidad en el análisis de respuestas rápidas del algoritmo, pero inadecuado para analizar la eficiencia dinámica de algoritmos individuales (Eltawil & Zhao, 2013; Marion et al., 2005). La falta de un umbral de incertidumbre definido y la consiguiente alta dispersión de resultados ($\sigma \approx 1,1 \%$) dificultan enormemente la comparación inter-laboratorio y la certificación confiable (Dirnberger et al., 2015; Kratochvil et al., 2004).

1. Implicancias Técnicas y Económicas Críticas

La diferencia máxima de 0,7 % absolutos en la eficiencia reportada para un mismo algoritmo no es un dato trivial. Traducido a un sistema de 1 MW con un factor de capacidad del 20 %, este desfase representa aproximadamente 12 MWh/año de energía no generada, lo que equivale a una pérdida económica del orden de 1.200 USD/año (asumiendo un costo de la energía de 0,10 USD/kWh). Esta variabilidad, dependiendo del estándar elegido, altera directamente el cálculo del LCOE y puede desplazar la elección de un algoritmo o inversor en rankings de compras o licitaciones, con el consiguiente impacto económico para fabricantes y desarrolladores de proyectos (Bortoni et al., 2022; Ordóñez et al., 2023). Adicionalmente,

(Bortoni et al., 2022) demuestran que la incertidumbre en la estimación del LCOE puede ser cuantificada mediante enfoques probabilísticos y posibilísticos, lo cual refuerza la necesidad de vincular métricas técnicas (como η_{dyn} o ε_{TL}) con modelos económicos que reflejen el riesgo real de inversión en sistemas fotovoltaicos.

La ausencia de un vínculo formal con indicadores económicos (C13) en las tres normas es una brecha crítica (Tipo I). Esta desconexión deja sin protección al inversionista frente a riesgos de under-performance y debilita el argumento comercial para adoptar algoritmos más avanzados y costosos, ya que no existe una metodología estandarizada para traducir una mejora en η_{dyn} o una reducción en ε_{TL} en un beneficio económico cuantificable (Bhatti et al., 2024; Femia et al., 2017). Además, la falta de armonización perpetúa barreras técnicas al comercio internacional, obligando a los fabricantes a realizar ensayos duplicados bajo esquemas distintos para acceder a diferentes mercados, incrementando costos y ralentizando la innovación (Elbaksawi et al., 2024; Lo Brano et al., 2010).

Aunque las normas técnicas evalúan la calidad del seguimiento MPPT mediante indicadores como η_{dyn} o ε_{TL} , estas métricas no se traducen directamente en impacto económico. En este sentido, (Bhatti et al., 2024) demuestran que es posible estimar el costo nivelado de energía (LCOE) de sistemas fotovoltaicos mediante modelos de machine learning, integrando variables técnicas y ambientales. Esta aproximación permite cuantificar el valor económico de mejoras en eficiencia MPPT, cerrando así la brecha identificada en los estándares actuales entre desempeño técnico y viabilidad económica

2. Validez, Limitaciones y Recomendaciones

La fiabilidad de los criterios de comparación propuestos se ve reforzada por el alto nivel de acuerdo inter-evaluador alcanzado ($\kappa = 0,82$), que supera el umbral de "acuerdo sustancial" e

se aproxima al "casi perfecto" según la clasificación de (Landis & Koch, 1977). Si bien este análisis se centró en una comparación teórica de los textos normativos, estudios empíricos recientes confirman la disparidad de resultados obtenidos al aplicar diferentes estándares a un mismo dispositivo (Bhatnagar & Nema, 2013; Pilawa-Podgurski & Perreault, 2013). La complejidad inherente a la evaluación MPPT bajo condiciones dinámicas reales, con perfiles de irradiancia no estacionarios y efectos térmicos, subraya la necesidad de un consenso internacional que integre el rigor de laboratorio con la representatividad del campo (Deline et al., 2013; Wiegmann et al., 2017)

Conclusiones

Este estudio realizó un análisis comparativo crítico de las tres principales normas internacionales para la evaluación de algoritmos MPPT: EN 50530, IEC 62816 y ASTM E2848. El análisis de 14 criterios técnicos clave reveló que no existe un marco unificado para la evaluación del rendimiento de seguimiento, sino tres enfoques radicalmente diferentes, cada uno con fortalezas y limitaciones inherentes que los hacen aptos para objetivos distintos.

Se concluye que la norma EN 50530 es la más estricta para evaluar en laboratorio el núcleo de un algoritmo, debido a su riguroso control metrológico, perfiles dinámicos bien definidos y alta resolución temporal. Sin embargo, su enfoque exclusivo en el inversor la hace poco representativa del desempeño de un sistema fotovoltaico completo en condiciones reales. Por otro lado, la IEC 62816 logra un balance óptimo entre rigor técnico y aplicabilidad práctica, al analizar el sistema integral e incorporar una métrica de pérdida de energía (ϵ_{TL}) que se traduce fácilmente en rendimiento energético anual, aunque su menor resolución temporal puede pasar por alto transitorios críticos. En contraste, la ASTM E2848, al privilegiar la simplicidad y el bajo costo frente a la precisión, es adecuada para estimaciones a largo plazo en plantas grandes, pero resulta insuficiente para caracterizar y comparar algoritmos MPPT debido a su elevada

incertidumbre y simplificación de dinámicas. La principal brecha identificada es de Tipo I: la falta de conexión entre las métricas de desempeño (η_{dyn} , ε_{TL}) y los indicadores económicos clave, como el LCOE, lo que dificulta a los desarrolladores e inversionistas evaluar el valor económico de algoritmos MPPT más eficientes, debilitando el incentivo para la innovación. Además, las diferencias en requisitos técnicos, como resolución temporal e incertidumbre, generan variaciones de hasta 0.7 % en la eficiencia reportada, lo que puede modificar el ranking de algoritmos e inversores y tiene un impacto económico directo y medible.

Por lo tanto, la elección del estándar de evaluación altera sustancialmente la clasificación del rendimiento MPPT, perpetuando la heterogeneidad y la falta de comparabilidad que estas normas pretendían resolver.

Bibliografía

- Bhatnagar, P., & Nema, R. K. (2013). Maximum power point tracking control techniques: State-of-the-art in photovoltaic applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, 224–241. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2013.02.011>
- Bhatti, S., Khan, A. R., Zoha, A., Hussain, S., & Ghannam, R. (2024). A Machine Learning Frontier for Predicting LCOE of Photovoltaic System Economics. *Advanced Energy and Sustainability Research*, 5(8). <https://doi.org/10.1002/aesr.202300178>
- Bortoni, E. C., Guardia, E. C., Guerrini, A. B., Lopes, E. A. S., Ferreira, T. V. V., & Neto, R. A. (2022). Probabilistic and Possibilistic Approaches for LCOE Appraisal of Renewable Generation. *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 01–05. <https://doi.org/10.1109/PESGM48719.2022.9917132>
- Chmielowiec, K., Topolski, Ł., Piszczek, A., Rodziewicz, T., & Hanzelka, Z. (2022). Study on Energy Efficiency and Harmonic Emission of Photovoltaic Inverters. *Energies*, 15(8). <https://doi.org/10.3390/en15082857>
- Deline, C., Dobos, A., Janzou, S., Meydbray, J., & Donovan, M. (2013). A simplified model of uniform shading in large photovoltaic arrays. *Solar Energy*, 96, 274–282. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2013.07.008>
- Dirnberger, D., Blackburn, G., Müller, B., & Reise, C. (2015). On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 132, 431–442. <https://doi.org/10.1016/J.SOLMAT.2014.09.034>
- Elbaksawi, O., Elminshawy, N. A. S., Diab, S., Eltamaly, A. M., Mahmoud, A., & Elhadidy, H. (2024). Innovative metaheuristic algorithm with comparative analysis of MPPT for

- 5.5 kW floating photovoltaic system. *Process Safety and Environmental Protection*, 185, 1072–1088. <https://doi.org/10.1016/J.PSEP.2024.03.082>
- Eltawil, M. A., & Zhao, Z. (2013). MPPT techniques for photovoltaic applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25, 793–813. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2013.05.022>
- Endiz, M. S., Gökkuş, G., Coşgun, A. E., & Demir, H. (2025). A Review of Traditional and Advanced MPPT Approaches for PV Systems Under Uniformly Insolation and Partially Shaded Conditions. In *Applied Sciences (Switzerland)* (Vol. 15, Issue 3). Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). <https://doi.org/10.3390/app15031031>
- Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., & Vitelli, M. (2017). *Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems*. CRC Press. <https://doi.org/10.1201/b14303>
- Fusch, P., Fusch, G. E., & Ness, L. R. (2018). Denzin's Paradigm Shift: Revisiting Triangulation in Qualitative Research. *Journal of Social Change*, 10(1). <https://doi.org/10.5590/josc.2018.10.1.02>
- Ishaque, K., Salam, Z., Amjad, M., & Mekhilef, S. (2012). An improved particle swarm optimization (PSO)-based MPPT for PV with reduced steady-state oscillation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(8), 3627–3638. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2185713>
- Kamarzaman, N. A., & Tan, C. W. (2014). A comprehensive review of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, 585–598. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2014.05.045>
- Kratochvil, J., Boyson, W., & King, D. (2004). *Photovoltaic array performance model*. <https://doi.org/10.2172/919131>
- Landis, J. R., & Koch, G. G. (1977). The Measurement of Observer Agreement for Categorical Data. *Biometrics*, 33(1), 159. <https://doi.org/10.2307/2529310>
- Lo Brano, V., Orioli, A., Ciulla, G., & Di Gangi, A. (2010). An improved five-parameter model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 94(8), 1358–1370. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2010.04.003>
- Logeswaran, T., & SenthilKumar, A. (2014). A Review of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Photovoltaic Systems under Uniform and Non-uniform Irradiances. *Energy Procedia*, 54, 228–235. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2014.07.266>
- Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, T., Canada, B., Narang, D., Kimber, A., Mitchell, L., Rich, G., & Townsend, T. (2005). Performance parameters for grid-connected PV systems. *Conference Record of the Thirty-First IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2005., 1601–1606. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2005.1488451>

- Ordóñez, F., Fasquelle, T., Dollet, A., & Vossier, A. (2023). Making solar electricity dispatchable: A technical and economic assessment of the main conversion and storage technologies. *IScience*, 26(11). <https://doi.org/10.1016/j.isci.2023.108028>
- Peiris, K., Elphick, S., David, J., & Robinson, D. (2024). Impact of Multiple Grid-Connected Solar PV Inverters on Harmonics in the High-Frequency Range. *Energies*, 17(11). <https://doi.org/10.3390/en17112639>
- Pilawa-Podgurski, R. C. N., & Perreault, D. J. (2013). Submodule integrated distributed maximum power point tracking for solar photovoltaic applications. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28(6), 2957–2967. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2220861>
- Sangwongwanich, A., & Blaabjerg, F. (2019). Mitigation of Interharmonics in PV Systems With Maximum Power Point Tracking Modification. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 34(9), 8279–8282. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2019.2902880>
- Verma, D., Nema, S., Shandilya, A. M., & Dash, S. K. (2016a). Maximum power point tracking (MPPT) techniques: Recapitulation in solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 1018–1034. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.10.068>
- Verma, D., Nema, S., Shandilya, A. M., & Dash, S. K. (2016b). Maximum power point tracking (MPPT) techniques: Recapitulation in solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 1018–1034. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.10.068>
- Wiegmann, P. M., de Vries, H. J., & Blind, K. (2017). Multi-mode standardisation: A critical review and a research agenda. *Research Policy*, 46(8), 1370–1386. <https://doi.org/10.1016/J.RESPOL.2017.06.002>